Realitäts-Check des deutschen Stromsystems

Verbrauchsnahe Multi-Co-Location, Marktanreize, Digitalisiertung und Bürokratieabbau sind der Schlüssel zum effizienten Strommarktdesign und Stromsystem-Ausbau.

Gorfion Green Energy Discussion Paper 1/2025

Impressum

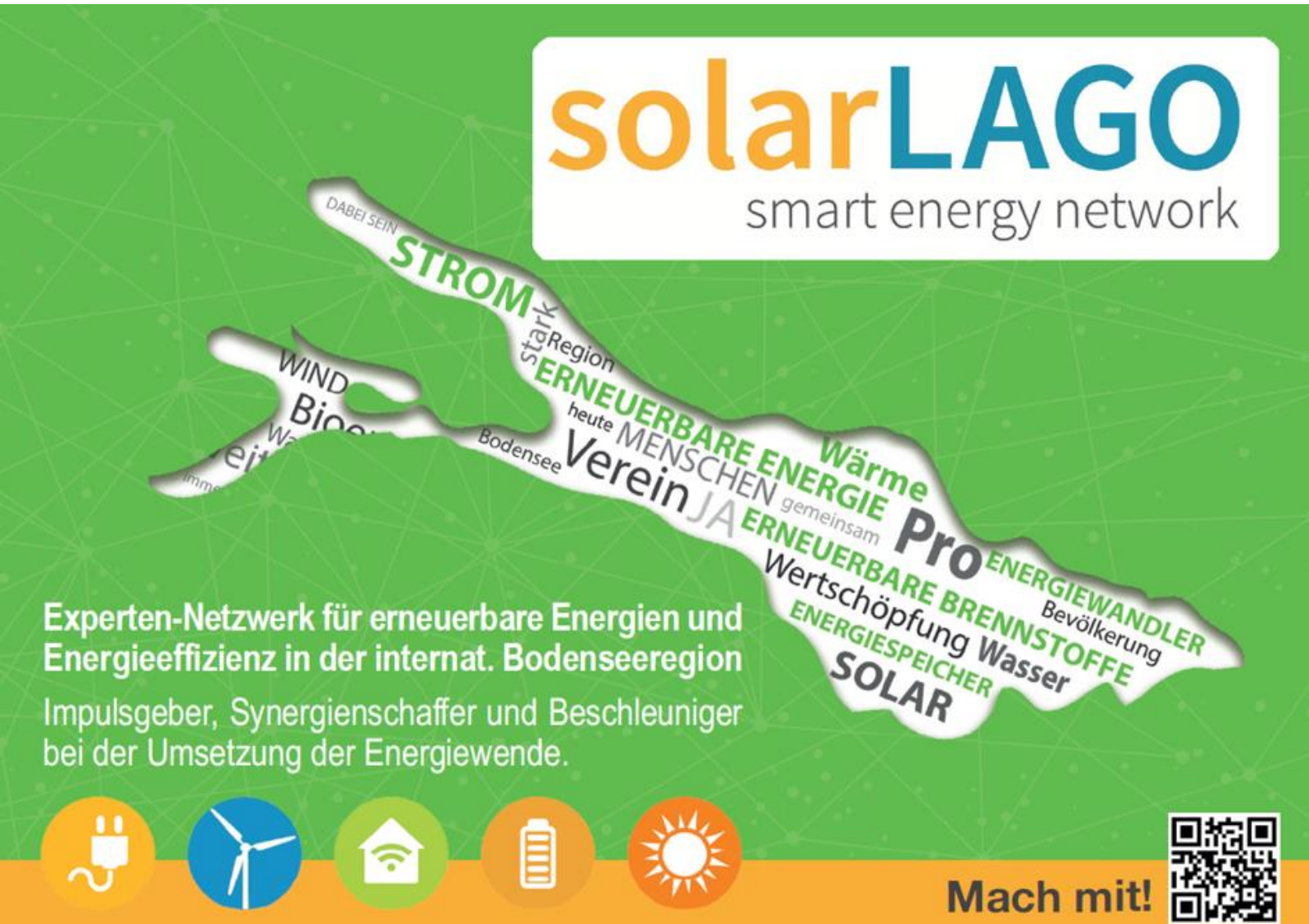
Herausgeber:
Gorfion Green Energy GmbH
Rheingutstr. 19
78462 Konstanz
www.green-energy.gorfion.de

Autor:
Joachim Plesch - j.plesch@gorfion.de
mit Unterstützung von Sebastian Pingel

Bitte zitieren als:
Plesch, Joachim (2025): Realitäts-Check des deutschen Stromsystems, Gorfion Green Energy Discussion Paper 1/2025

Bildnachweis:
Energietechnik West (S.1), solare technik klinkenberg (S.26)

Unterstützt von:
solarLAGO smart energy network e.V. - www.solarLago.org



Executive Summary

Der Realitäts-Check beschreibt eine umfassende Strategie für eine effiziente und wirtschaftliche Energiewende und plädiert für einen systemisch optimierten Ansatz.

Die zentralen Thesen des Papiers sind:

- **Dezentraler, nachfrageorientierter Ausbau**: Der Ausbau der Stromerzeugung soll gezielt an Orten mit hohem Stromverbrauch stattfinden (verbrauchsnaher Ausbau). Durch die Kombination verschiedener Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten (Multi-Co-Location) werden die Netze entlastet und teure Redispatch-Maßnahmen reduziert.
- **Regulatorische Anpassungen**: Zahlreiche regulatorische und bürokratische Hürden verlangsamen und verteuern den Ausbau. Maßnahmen sind eine Vereinfachung des Planungsrechts (Bau-Gesetzbuch), eine Gleichstellung von Speichern mit Erzeugungsanlagen und einklagbare Fristen beim Netzanschluss.
- **Digitalisierung und Standardisierung**: Eine zentrale, deutschlandweite Netzanschlussplattform und die Standardisierung technischer Vorgaben erhöhen Planungssicherheit und Effizienz für alle Akteure. Ein digitaler Zwilling des Stromnetzes verbessert die Transparenz und die Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer. Der Smart-Meter-Rollout muss beschleunigt werden.
- **Marktintegration**: Durch eine gezielte Marktintegration, die marktwirtschaftliche Signale nutzt, werden Fehlinvestitionen vermieden und die Gesamtsystemkosten gesenkt. Gleichzeitig entfällt die Vergütung nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz, während ein vereinfachter Zugang zur Direktvermarktung zur Verfügung steht. Der Entfall der Sicherheit der EEG-Vergütung wird über ein Garantieprogramm KfW sowie neue Förderinstrumente wie regionale Contracts for Differences (CfDs), um Investitionen gezielt zu lenken und abzusichern, abgefangen.

Das Maßnahmen-Paket verursacht keine zusätzlichen Kosten, sondern trägt vielmehr dazu bei, den notwendigen Umbau des Stromsystems wirtschaftlich zu optimieren. Es ersetzt nicht den Ausbau, sondern bietet einen Steuerungsrahmen, der sicherstellt, dass Investitionen dort getätigt werden, wo sie volkswirtschaftlich und systemisch den größten Nutzen bringen. Insbesondere kann eine netzdienliche Verteilung von Erneuerbaren Energien und Speichern bis 2045 Netzausbaukosten von ca. 123 Mrd. EUR einsparen.

Überblick Maßnahmenpaket für ein gelungene Energiewende

Maßnahme	Wirkung / Nutzen
Aufbau einer zentralen Netzanschlussplattform	Vereinheitlichung und Beschleunigung von Prozessen, Reduktion von Bürokratiekosten, mehr Planungssicherheit
Standardisierung technischer Anschlussbedingungen (TAB)	Einheitliche Anforderungen für alle Anlagen, Reduktion von Unsicherheiten und technischer Hürden
Zentrales Shared-Service-Center für Netzanschlüsse	Unterstützung kleiner Netzbetreiber, Beseitigung von Doppelstrukturen, Senkung von Kosten durch Effizienzsteigerung
Digitaler Zwilling des Stromnetzes	Transparente Netzplanung, verbesserte Koordination von Investitionen, Netzausbaubedarfe besser sichtbar
Vorrangige Behandlung verbrauchsnaher und systemdienlicher Projekte	Schnellere Umsetzung wichtiger Projekte, gezielte Förderung der Systemeffizienz
Monitoring und Transparenz der Netzausbauumsetzung	Kontrolle und Vergleichbarkeit, Erhöhung der Verbindlichkeit für Netzbetreiber
Planungsrechtlicher Vorrang für Multi-Co-Location-Projekte und Speicher	Schnellere Genehmigungsverfahren, beschleunigter Ausbau netzdienlicher Infrastruktur
Abschaffung von Baukostenzuschüssen für Speicheranschlüsse	Reduktion wirtschaftlicher Hürden beim Speicherausbau
Einführung einklagbarer Fristen für Netzanschlussbearbeitung	Verlässlichkeit für Investoren, beschleunigter Projektumsetzung
Energy Sharing für Gewerbe und Industrie	Bessere Ausnutzung von lokal erzeugtem Strom, neue Geschäftsmodelle, mehr Eigenverbrauch
Speicherbeteiligung von Verteilnetzbetreibern	Zusätzliche Kapazitäten für netzdienliche Flexibilität, geringerer Netzausbaubedarf
Ersatz der EEG-Vergütung durch gezielte Marktintegration	Vermeidung von Überförderung, Förderung dort, wo Marktpreise nicht ausreichen
Beschleunigter, flächendeckender Smart-Meter Rollout	Vorraussetzung für Martkteilnahm der Erneuerbaren Erzeuger
Einführung regionaler Preiszonen und dynamischer Netzentgelte	Steuerung von Investitionen an systemdienlichere Orte, Förderung netzdienlichen Verhaltens
Zentrale Direktvermarktungsplattform	Kostengünstiger Marktzugang für kleine Anlagen, Förderung von Eigenverbrauch und Speicherintegration
KfW-Garantieprogramm für Erzeugungsanlagen und Speicher	Erleichterter Zugang zu Finanzierung, Reduktion von Investitionsrisiken
Contracts for Differences (CfDs) für Speicher und spezielle EE-Anlagen	Investitionssicherheit bei volatilen Marktpreisen, gezielte Förderung von schwierigen Projekten

1. Strommarkt & Netze – Zielbild 2045

Deutschland steht vor der entscheidenden Phase der Energiewende: Der Ausbau erneuerbarer Energien hat in den letzten Jahren deutlich an Fahrt aufgenommen – eine wichtige Grundlage für das Ziel der Klimaneutralität bis 2045. Dieses Ziel teilen die Mehrzahl der Akteure und ist auch im Koalitionsvertrag (CDU, CSU & SPD (2025)) der aktuellen Regierung festgehalten.

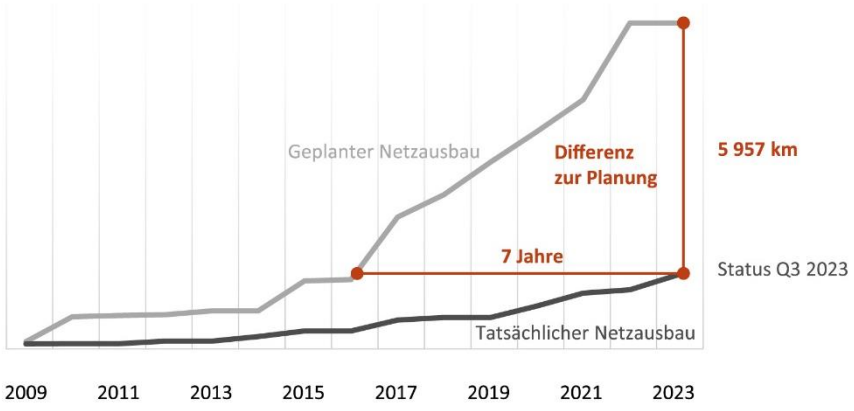
In den vergangenen Monaten ist die Frage in den Fokus gerückt, wie der Strommarkt, das Stromnetz und die Stromproduktion der Zukunft aussehen und wie dieser Zustand effizient erreicht werden kann. Diverse Studien[1] und Positionspapiere haben große Einsparungsmöglichkeiten aufgezeigt. In diesem Realitäts-Check werden einige davon aufgegriffen und in ein größeres Konstrukt eingeschlossen.

Bei einigen Studien (vlg. EnbW (2025) & BCG (2025)) resultiert die Mehrheit der Einsparpotentiale hauptsächlich aus dem Aufschub des Ausbaus der erneuerbaren Energien und damit dem Aufschub der Investitionen in den Netzausbau im Vergleich zum Netzentwicklungsplan der vier Übertragungsnetzbetreiber.

Während sicherlich zu konstatieren ist, dass Deutschland bei der Elektrifizierung gerade im Verkehr und Wärmeversorgung seinen Zielen hinterherhinkt, bedeutet das aber eben nicht, dass die Investitionen in den Ausbau der Erneuerbaren und das Stromnetz „eingespart“ werden. Sondern es bedeutet vielmehr, dass die Investitionen zu einem späteren Zeitpunkt mit noch größerem Volumen erforderlich werden und dass Deutschland in der Entwicklung seines Stromsystems weiter Boden verliert. Der Bundesrechnungshof hat dazu festgestellt, dass Deutschland dem Netzentwicklungsplan um mehr als 7 Jahre hinterherhinkt (vgl. Abbildung 1; Bundesrechnungshof 2024).

Abbildung 1: Zielverfehlung beim Netzausbau

Ende September 2023 lag der Ausbau der Übertragungsnetze sieben Jahre und 6 000 km hinter dem Zeitplan.



Grafik: Bundesrechnungshof. Quelle: BNetzA: Monitoringbericht 2010, Netzausbaumonitoring 2013 – 2023.

Weitere Verzögerungen helfen Deutschland daher nur um kurzfristig weniger investieren zu müssen, während es langfristig noch größeren Schaden anrichtet. Was diese Vorgehensweise bedeutet würde, kann man aktuell bei der Deutschen Bahn gut beobachten: ein System, das überfordert und veraltet ist und übermenschliche Anstrengungen (nicht nur Geld) erfordert, um es wieder fit zu bekommen. Diese kurzfristige Sicht hilft daher eher nicht, um unser Stromsystem zukunftsfest zu machen.

[1] Stiftung Klimaneutralität (2025), EnBW (2025), BCG + BDI (2025), RWE & E.ON (2025), Agora Energiewende (2025a) / Aurora Energy Research (2025)

Dieses Papier zeigt daher Möglichkeiten auf, mit weniger Investitionsvolumen, marktwirtschaftlichen und zielgerichteten Anreizen ein Stromsystem zu erreichen, dass den aktuellen und zukünftigen Anforderungen gerecht wird.

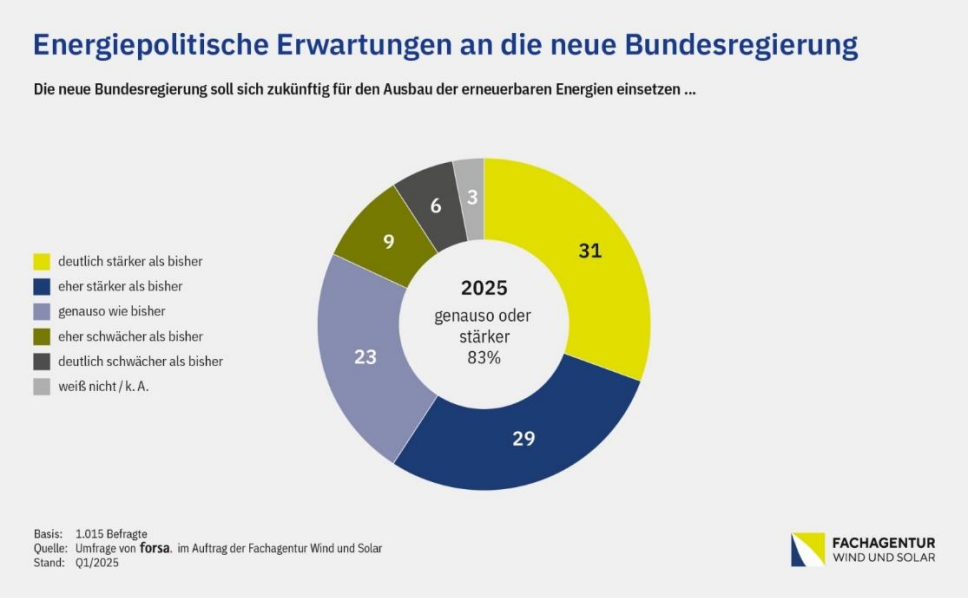
Ein weiteres Argument zu Verringerung von Investitionen ist, dass eine Wasserstoff-Infrastruktur bzw. Produktion in Deutschland eingespart werden kann, da Wasserstoff aus Afrika und dem Nahen Osten günstig importiert werde. Eine Studie der TUM hat dieses Vorgehen für Afrika untersucht und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass die Kosten hierbei deutlich höher sind, als bisher angenommen. Neben den langen Transportwegen und Kosten sollte dabei auch die Geopolitik ein Faktor sein. Was Energie-Abhängigkeiten politisch bedeuten, hat der Ukraine-Krieg eindrücklich gezeigt.

Somit wäre der Verzicht auf deutsche Wasserstoff-Infrastruktur und damit Verzicht auf weiteren Ausbau der Erneuerbaren eher eine Hypothek für die spätere Weiterentwicklung des und keine Einsparung. Ganz im Gegenteil könnte ein proaktiver Ausbau gerade in Erzeugungsnähe sehr förderlich sein, da Wasserstoff als Langzeit-Speicher fungiert (wenn auch aktuell noch nicht als wirtschaftlicher).

Mit fortschreitendem Zubau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Ausbauplan und der Elektrifizierung von Industrie, Gebäuden (Wärmeversorgung) und Verkehr steigen, wie erwartet, die Anforderungen an das Stromsystem weiter. Verteil- und Übertragungsnetze sind aktuell in Teilen überfordert, da sie nicht entsprechend der Planungen mit den gestiegenen Anforderungen mitgewachsen sind. Dennoch kann es nicht darum gehen, den Ausbau zu bremsen – im Gegenteil:

Der Zubau von Windkraft, Photovoltaik und Speichern muss massiv und dauerhaft fortgesetzt werden, um die CO2-Einsparziele zu erreichen und v.a. auch um unsere Wirtschaft zukunftsfest mit Strom zu versorgen – und dies günstig. Dies ist weiterhin Konsens, nicht nur in den Studien, sondern auch in der deutschen Bevölkerung wie Abbildung 2 verdeutlicht.

Abbildung 2: Energiepolitische Erwartungen



Quelle: FA Wind und Solar (2025)

Aus diesem Grund legt dieses Papier den Fokus darauf, wie unser aktuelles System dahingehend umzubauen ist, dass Preissignale aus dem Strommarkt den Ausbau steuern und dieser netzdienlich geschieht. Dabei verfolgt dieser Fokus eine eher mikroökonomische Herangehensweise, in dem die Anreizstrukturen von Investoren betrachtet und diese mit Preis- und Netzsignalen gekoppelt werden,

gleichzeitig aber auch konkrete Effizienzgewinne durch Digitalisierung, Standardisierung und Bürokratieabbau vorschlägt.

Konkret enthält dieses Zukunfts-Szenario folgenden Grundideen:

- **Nachfrageorientierter Ausbau** der erneuerbaren Erzeugung, dort, wo der Verbrauch stattfindet,
- **Gezielte Integration unterschiedlichen Erzeugungsformen, Speicher und Flexibilitäten (Multi-Co-Location)**, um Netze zu entlasten und Systemkosten zu senken,
- Anpassung der Rahmenbedingungen, dass Investitionen **marktnah, systemdienlich und regional effizient** erfolgen können
- **Effizienz und Digitalisierung** des Stromnetz- und auch Strommarkt-Design und dessen Verwaltung.

Der Fokus liegt dabei beim lokalen Stromverbrauch und seiner lokalen Erzeugung, die Hand in Hand gehen. Ein großer Vorteil der Erneuerbaren ist deren räumliche Flexibilität. **Der effizienteste Stromverbrauch für den Netzausbau ist der, der das Stromnetz nicht tangiert- durch lokale Stromerzeugung und Speicherung**.

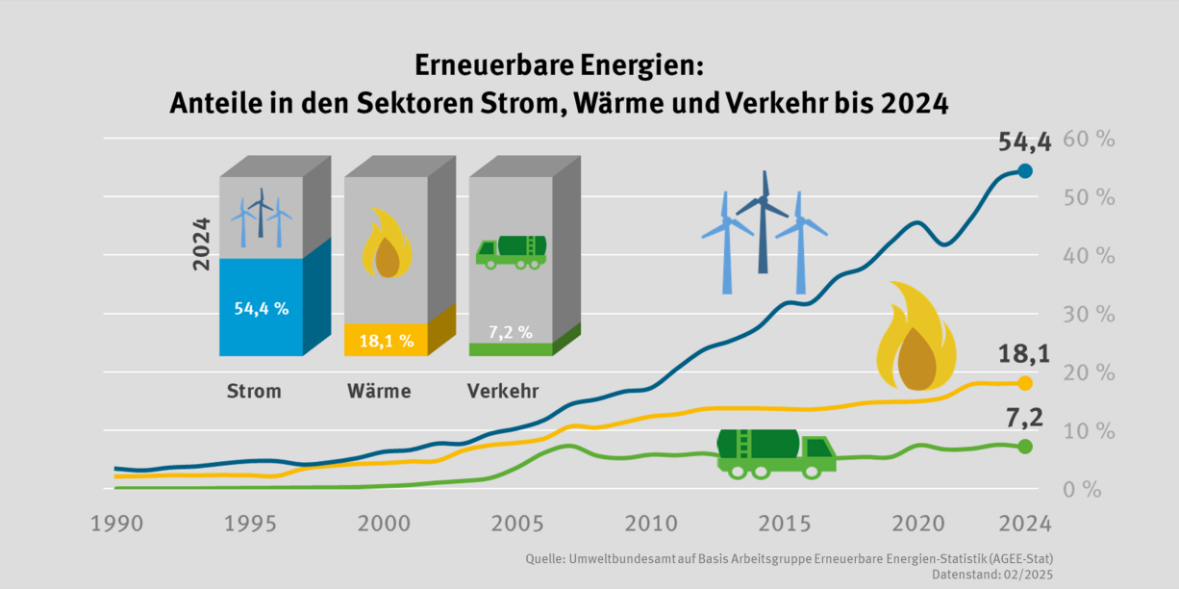
Zielsetzung ist, den EE-Ausbau **nicht zu verlangsamen**, sondern **in die richtigen Bahnen zu lenken**: durch regionale Priorisierung, netzdienliche Speicherförderung, vereinfachte Netzanschlussprozesse, die Integration von Marktpreissignalen – und durch ein intelligentes Fördersystem, das den Systemnutzen in den Mittelpunkt stellt und deutlich günstiger ist, als die aktuelle EEG-Vergütung.

So gelingt es, den beschleunigten Umbau des Stromsystems **nicht nur quantitativ**, sondern auch **systemisch effizient** zu bewältigen – und gleichzeitig Investitionen, Versorgungssicherheit und gesellschaftliche Akzeptanz langfristig zu sichern.

2. Ausgangslage und Handlungsbedarf im aktuellen System

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland ist auf einem guten Weg: Wind- und Solarenergie wachsen, Batteriespeicher kommen noch langsam, aber mit immensen Wachstumsraten in den Markt. Die Elektrifizierung von Sektoren wie Wärme und Mobilität steht allerdings noch am Anfang, wie es Abbildung 3 des Umweltbundesamts (2025) darstellt. Dennoch steigen mit der wachsenden Dynamik in Stromerzeugung und Verbrauch auch die **Anforderungen an Steuerung, Effizienz und Systemintegration**.

Abbildung 3: Anteil Erneuerbare Energien je Sektor in Deutschland



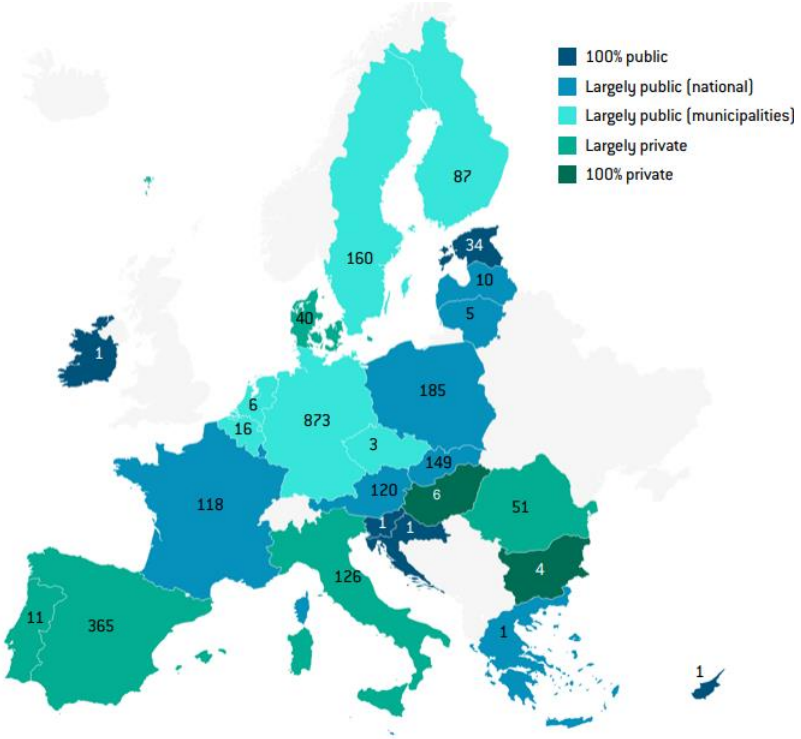
Quelle: Umweltbundesamt (2025)

Die Komplexität unseres Stromsystems hat in den letzten Jahren stark zugenommen – nicht nur technologisch, sondern auch organisatorisch und regulatorisch. Viele der heutigen Strukturen sind historisch gewachsen, aber für ein vollständig erneuerbares, hochdynamisches Energiesystem **nicht mehr optimal ausgelegt**. Daraus ergeben sich zentrale Herausforderungen, die nun adressiert werden müssen, um Tempo und Effizienz der Transformation zu sichern:

2.1. Fragmentierung der Netzbetreiberlandschaft

Mit über 860 Verteilnetzbetreibern ist der Netzanschluss neuer Anlagen in Deutschland von uneinheitlichen Prozessen, unterschiedlichen Standards und langen Bearbeitungszeiten geprägt.

Abbildung 4: Anzahl der Verteilnetzbetreiber in Europa



Quelle: Bruegel (2025)

Ohne Frage verursacht dies immense Bürokratie-Kosten. Über 860 verschiedene technische Anschlussbestimmungen, über 860 unterschiedliche Netzanschlussplattformen, über 860 unterschiedliche Prozesse. Neben zahlreichen Mehrfachstrukturen führt das gerade auch bei kleinen Netzbetreibern zu wenig vorhandener Kompetenz bei der Behandlung von Erzeugungsanlagen. Als konkretes Praxis-Beispiel sei hier ein Netzbetreiber genannt, der aufgrund von technischem und regulatorischer Unkenntnis eine Gewerbe-Photovoltaik-Anlage sechs Monate nicht ans Netz anschloss und zuvor 12 Monate bis zur Zusage des Netzverknüpfungspunkt benötigte. Dies zeigt, dass in Gänze diese überaus heterogene Struktur organisatorisch vollkommen ineffizient ist. Vielmehr verursacht sie große Unsicherheit auf der Seite der Stromerzeuger, unterschiedliche Prozesse und auch Prozesszeiten führt zu mehrfachem Aufwand.

Die Bürokratiekosten der Energiewirtschaft werden vom BDEW (2024) mit 1,5 Mrd. EUR beziffert. Dies beinhaltet allerdings lediglich die Erfüllung von Gesetzen und Normen. Darüber hinaus fallen Bürokratiekosten durch diese überaus heterogene Netzbetreiber-Struktur an. Diese entstehen bei Installationsbetrieben, Anlagenbetreibern und Investoren. Weiterhin gibt es bei der o.g. Anzahl an Netzbetreibern gedoppelte bzw. mehrfache Strukturkosten, die Stromkunden über Ihre Netzentgelte bezahlen.

2.2. Förderung ohne regionale, verbrauchsgesteuerte Lenkung

Das EEG hat den EE-Ausbau über Jahre ermöglicht – jedoch unabhängig davon, wo Erzeugung aus Systemsicht am sinnvollsten ist. Die Vergütung von netzeingespeistem Strom aus EE-Anlagen war der Treiber der Entwicklung der Erneuerbaren. Jetzt fehlen dabei gezielte Anreize, um erneuerbare Anlagen in Verbrauchsnähe oder netzdienlich auszubauen.

Die Kosten im Bundeshaushalt für die Vergütung nach EEG betragen in 2025 voraussichtlich 17 Mrd. EUR (EWI 2024). In der Mittelfristprognose wird davon ausgegangen, dass diese Kosten sogar noch auf knapp 23 Mrd. EUR jährlich ansteigen werden.

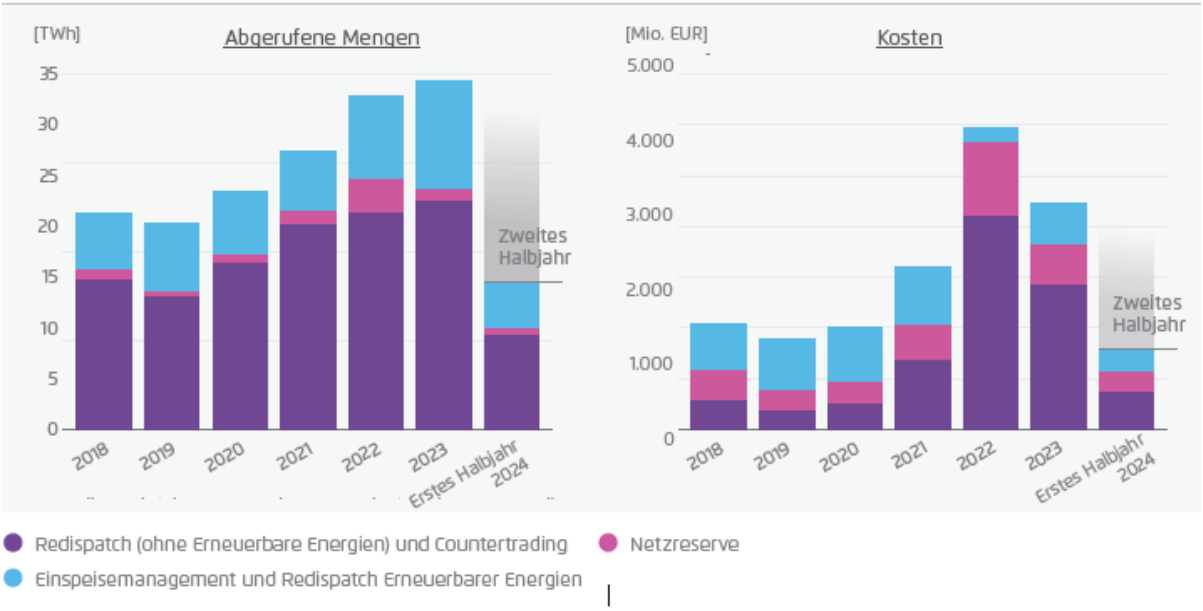
Abbildung 2: Entwicklung der jährlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNNE) im Trend-Szenario, 2023-2029

Zahlungen in Mio. EUR	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Wasserkraft	109	150	104	127	172	189	189
Deponiegas	1	1	1	1	1	2	1
Klärgas	1	1	1	1	1	0	0
Grubengas	-2	0	0	-0	0	0	0
Energie aus Biomasse	3.839	4.182	3.503	3.516	3.562	3.596	3.633
Geothermie	29	34	32	35	40	43	46
Windenergie an Land	1.414	1.811	550	865	1.643	2.245	2.455
Windenergie auf See	1.975	2.290	1.900	2.053	2.217	2.349	2.387
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	1.607	1.798	1.837	2.071	2.702	3.054	3.305
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.356	9.232	10.278	10.492	10.928	11.140	10.977
Summe	**17.329**	**19.498**	**18.207**	**19.161**	**21.266**	**22.619**	**22.993**

Quelle: EWI (2024)

Fließt zu viel oder zu wenig Strom durch einen Abschnitt des Netzes, kommt es temporär zu physikalischen Überlastungen im Stromnetz. Um diese Überlastungen zu beheben, ist das sogenannte Netzengpassmanagement erforderlich. Im Rahmen des Netzengpassmanagements lassen sich folgende Maßnahmen unterscheiden: Redispatch mit konventionellen Kraftwerken und Erneuerbaren Energien (Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, bspw. Abregelung), Countertrading (grenzüberschreitende Handelsgeschäfte zur Reduzierung von Netzengpässen), Netzreserve (Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und ausschließlich bei Bedarf zur Netzstabilisierung eingesetzt werden).

Abbildung 3: Entwicklung der Netzengpassmanagement: Mengen und Kosten, 2018–2024



Quelle: Agora (2025)

Die Kosten hierfür beliefen sich im ersten Halbjahr 2024 auf ca. 1,1 Mrd. EUR, im Gesamtjahr 2023 auf über 3 Mrd. EUR. Insgesamt wurden in 2023 mehr als 34 TWh abgeregelt, ein historisch hoher Wert (AGORA 2025).

Insgesamt führt diese breite Förderung also nicht dazu, Anreize für systemdienliche Installation von Erneuerbaren Energien zu schaffen, sondern löst durch eine undifferenzierte Förderung hohe Kosten aus.

Zudem wurden durch das EEG willkürliche Kapazitätsgrenzen eingeführt, die wirtschaftliche Projektbetrachtungen verzerren. Beispielsweise führt die Direktvermarktungspflicht ab 100 kWp Anlagenleistung dazu, dass Anlagen aufgrund der Kosten von Direktvermarktungsverträgen oft bei 99,9 kWp gedeckelt werden.

2.3. Zu langsame Integration von Speicher und Flexibilität

Speicher und steuerbare Lasten sind zentrale Bausteine für ein klimaneutrales, stabiles Stromsystem. Doch die aktuellen Anreizsysteme berücksichtigen ihren Systemnutzen nur unzureichend, auch stehen dem Speicherausbau noch immer eine Vielfalt an bürokratischen bzw. regulatorischen Regeln im Weg.

Batteriespeicher im bauplanungsrechtlichen Außenbereich benötigen zumeist eine Baugenehmigung. Während Erzeugungsanlagen (PV, Wind) im Außenbereich privilegiert sind, ist dies bei Batteriespeichern alleine bisher nicht (vollumfänglich) der Fall (Becker Büttner Held (2025), KNE (2025)) So können Genehmigungsprozesse je nach Landkreis und Bundesland signifikant unterschiedlich ablaufen. Dies beeinträchtig finanzielle wie zeitlich Planungssicherheit. Einige Experten sprechen bei Großspeichern von einem Zeithorizont von 2 Jahren bis zur baurechtlichen Genehmigung und dabei geht es nur um die Errichtung, nicht um den Netzanschluss des Speichers.

Erhebliche Unsicherheiten bei der Umsetzung von Speicherprojekten gibt es derzeit vermehrt beim Thema Netzanschluss und Kapazitätsvergabe, weil Speicher teilweise aus Netzbetreibersicht mit Erzeugungsanlagen in Konkurrenz treten und der für den Anschluss aller Anlagen erforderliche Netzausbau hinterherhinkt (Becker Büttner Held (2025)).

Bayernwerk (2025) spricht auf seiner Website von „einer Realisierungsdauer des Netzanschlusses von mindestens 5 Jahren“ und differenziert hier offensichtlich nicht einmal zwischen netzbelastenden, netzneutralen und netzdienlichen Speichern. Westnetz (2025) beschränkt sich hier zumindest auf netzbelastende Speicher (Speicher, die Strom aus Netz beziehen und abgeben), aber weißt diesen Netzanschluss-Realisierungszeiten von bis zu 10 Jahren zu.

Ein weiteres Thema ist die Antragsflut auf Netzanschluss für Speicherprojekte bei den Netzbetreibern. Hier scheint sich ein strukturelles Problem zu offenbaren: Durch das Windhund-Prinzip (wer zuerst kommt, bekommt die Genehmigung) werden viele Speicherprojekte „einfach mal“ angemeldet. Ob diese dann wirklich realisiert werden, ist dann gar nicht klar. Es macht den Anschein, dass viele Projektentwickler

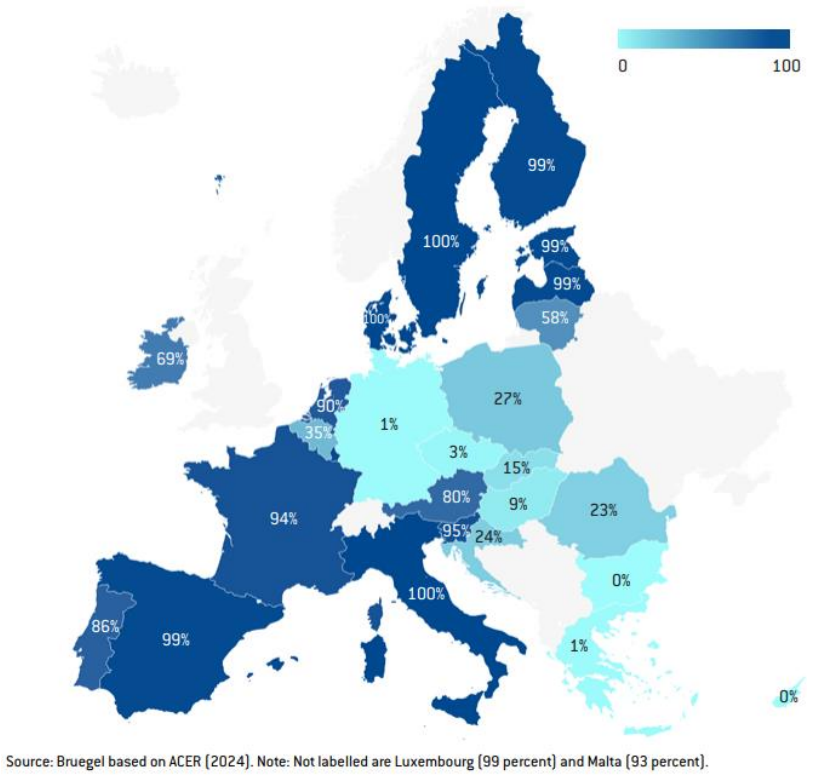
2.4. Unzureichende digitale Infrastruktur

Der Rollout intelligenter Messsysteme ist dramatisch in Verzug. Ohne Smart Meter können Marktsignale weder Haushalte noch viele Gewerbebetriebe erreichen – die Grundlage für flexible Stromtarife, Lastverschiebung und systemdienliches Verhalten fehlt im breiten Maßstab.

Ein intelligentes Stromsystem braucht ein intelligentes Messwesen. Smart Meter sind der Schlüssel, um Verbrauch, Erzeugung und Flexibilität aktiv in den Markt zu integrieren. Doch der Rollout kommt nur schleppend voran – obwohl dynamische Tarife, Lastverschiebung und netzdienliches Verhalten ohne sie nicht skalierbar sind.

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung Energiewende (BGBL I 2023 133) wurden nun bereits Rollout-Verpflichtungen für Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber umgesetzt. Für neue Erzeugungsanlagen ist ein Smart Meter damit Pflicht (mit wenigen Ausnahmen) und auch der Bestand sollte bis 2032 ausgestattet sein. In Abbildung 3 wird die Aufholnotwendigkeit im europäischen Vergleich eindrücklich sichtbar. Auch zum Ende des ersten Quartals 2025 stehen wir erst bei einem Durchdringungsgrad von 2,8% (Bundesnetzagentur 2025).

Abbildung 3: Anzahl der Verbraucher mit Smart Meter (intelligenten Messystemen)



Quelle: Bruegel (2025)

2.5. Fehlende Verbindung zwischen Markt und Netz

Auch durch den fehlenden Smart-Meter Rollout kommen aktuell Marktmechanismen und Netzbedarfe weitgehend nicht bei den Erzeugungsanlagen und im Projektentwicklungsprozess zum Tragen.
Es fehlen Signale, die Investitionen dahin lenken, wo Netzengpässe vermieden oder bestehende

Infrastruktur besser genutzt werden kann. Gleichzeitig erschwert das derzeitige Marktdesign netzdienliches Verhalten, statt es zu belohnen.

Diese Herausforderungen anzugehen, ist der **logische nächste Schritt** einer erfolgreichen Energiewende. Um den Ausbau in die nächste Phase zu überführen, braucht es jetzt gezielte Maßnahmen, die das System **vereinfachen**, **modernisieren** und **strategisch fokussieren**.

Die Technologien sind mittlerweile nicht nur vorhanden, sie sind auch wirtschaftlich. Was jetzt fehlt, ist ein klarer Rahmen, der **Strukturen neu denkt, Anreize neu setzt und Prozesse beschleunigt**. Das ist das Ziel des folgenden Szenarios.

3. Digitalisierung und Standardisierung bilden das Rückgrat für ein marktwirtschaftliches, anreizorientiertes Stromsystem und sparen Kosten

Die Energiewende ist mehr als ein technologischer Wandel – sie ist mittlerweile vor allem eine Frage der **Organisation, Infrastruktur und Steuerung**. Wenn der Strombedarf in den kommenden zwei Jahrzehnten drastisch steigt, kann der Ausbau erneuerbarer Erzeugung und Flexibilität nur dann seine volle Wirkung entfalten, wenn auch die **strukturellen Grundlagen des Systems angepasst werden**.

Der Pfad zur Klimaneutralität braucht deshalb **standardisierte Abläufe**, **digitale Schnittstellen** und **klare Regeln**, die ein integriertes, netzdienliches und marktbasiertes Stromsystem ermöglichen. Mit den folgenden Maßnahmen setzen wir dies um und heben gleichzeitig die ersten Effizienzgewinne.

Die wachsende Zahl an Akteuren im Stromsystem – von privaten Haushalten, über Prosumer und Anlagen- und Speicherbetreiber bis zu industriellen Direktvermarktern – erfordert klare, digital gestützte Prozesse. Viele dieser Akteure müssen heute mit unterschiedlichen Netzbetreibern, Plattformen und Behörden kommunizieren – oft über nicht standardisierte Verfahren. Dadurch entstehen Verzögerungen, Unsicherheit und vermeidbarer Koordinationsaufwand.

Was fehlt, ist eine verbindliche, durchgängige digitale Infrastruktur, die Planung, Anschluss, Abrechnung und netzdienliches Verhalten miteinander verknüpft. Diese ist nicht nur wichtig für die Projektbeteiligten, sondern auch für die Netzbetreiber. Ohne Frage müssen auch die Netzbetreiber unterstützt werden, denn diese Transformation verlangt Ihnen einiges ab.

Folgende Maßnahmen sind damit dringend erforderlich:

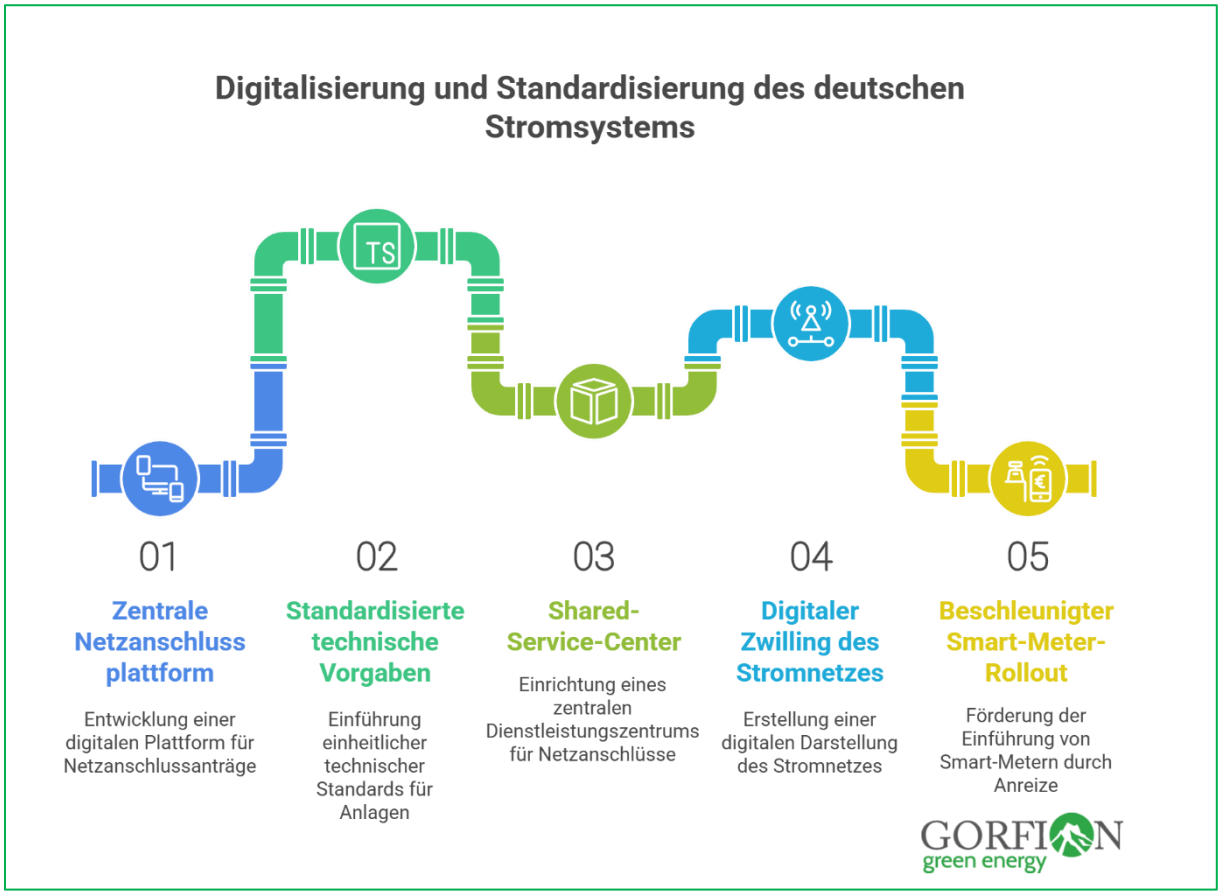
- Aufbau einer **zentralen Netzanschlussplattform für ganz Deutschland**, auf der Antragstellung, Statusverfolgung, Fristeneinhaltung und Dokumentation digital und einheitlich über alle Netzbetreiber hinweg abgewickelt werden können.
- Einführung **bundesweit standardisierter technischer Vorgaben, bspw. technische Anschlussbedingungen (TAB)** für Erzeugungsanlagen, Speicher sowie steuerbare Lasten und deren Dokumentation.
- Aufbau eines zentralen bundesweiten **Shared-Service-Centers für den Netzanschluss**, der von allen Verteilnetzbetreibern genutzt wird, und insbesondere den kleineren der 873 Netzbetreibern hilft, die Vorgaben effizient umzusetzen. Ressourcen und Know-How werden in diesem gebündelt und so Doppelstrukturen entfernt. Dadurch kann tiefgreifende Kompetenz gezielt aufgebaut und flächendeckend zur Verfügung gestellt werden.
- Aufbau einer **bundesweiten digitalen Infrastruktur, einem digitalen Zwilling des Stromnetzes**, in der Netzbetreiber, Projektentwickler, Anlagen- und Speicherbetreiber und Direktvermarkter auf standardisierte Weise zusammenarbeiten können und aus dem sich transparent Bedarfe für Netzausbau oder die Integration von Erzeugungsanlagen und Speichern ergeben. Die zentrale Netzanschlussplattform bildet dafür die Grundlage und wird so weiterentwickelt, dass die Kommunikation aller Akteure wie auch Behörden, darüber abgewickelt wird – vom Netzanschlussbegehren bis zur schlussendlichen Abrechnung aller Vergütungen und Förderungen.
- Zur digitalen Infrastruktur gehört auch der **flächendeckende Ausbau von Smart-Metern**, auf den in Kapital 5 noch weiter eingegangen wird.
- Um eine transparente und nachvollziehbare Projektabwicklung zu gewährleisten, sind dort zudem der Netzstatus hinsichtlich Ausbaus und kritischen Stellen von Seiten der

Verteilnetzbetreiber zu hinterlegen und transparent zu machen, bspw. durch Ihre Netzausbaupläne. Dadurch können Projekte mit **systemischem Mehrwert** – etwa durch Verbrauchsnähe oder Speicherintegration – automatisch vorrangig behandelt werden und umgehend mit möglichen Förderungen versehen werden.

- Die **Verantwortung für Entwicklung und Betrieb** liegt bei einer unabhängigen Stelle (z. B. im Auftrag der Bundesnetzagentur), die Standardisierung und Interoperabilität gewährleistet.
- Ergänzend braucht es ein **Monitoring der Umsetzung** des dezidierten Netzausbaus auf Netzbetreiberebene, das ebenso auf der Plattform abgebildet wird.

Effizienzgewinne von 14 Mrd. EUR bis 2045

Durch das Maßnahmenbündel spart Deutschland beim Netzausbau ca. 0,7 Mrd. EUR jährlich ein. Konkret sind das nach Schätzung ca. 400 Mio. EUR für Effizienzgewinne über den gesamten Netzanschlussprozess auf Seiten der Antragsteller, sowie ca. 300 Mio. EUR jährlich durch die Zusammenlegung von Ressourcen im Shared Service Center der Netzbetreiber. Die Digitalisierungsgewinne aus der neuen Prozesseffizienz sind dabei noch nicht einmal signifikant berücksichtigt.



4. Verbrauchsnaher Ausbau erneuerbarer Energien & Speicher (Multi-CO-Location) reduziert Systemrisiken

Ziel ist ein Stromsystem, das **regional effizient, netzdienlich und marktorientiert** funktioniert – mit klaren Investitionssignalen und hoher Systemwirkung je Megawatt installierter Leistung. Dies wird in der ein oder anderen Form von den vorgenannten Studien (RWE & E.ON (2025), EnBW (2025), BCG + BDI (2025)), wie auch zuletzt von der Bundesministerin für Wirtschaft und Energie, gefordert

Entgegen pauschaler Ausbaupfade wird ein bottom-up Ansatz implementiert: Ausgehend von lokaler und regionaler Nachfrage entwickelt sich der Ausbaupfad so, dass Erzeugungs- und Speicherkapazitäten bestmöglich mit dem Netz(-ausbau) harmonieren. Der gezielte Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten und Speicher in **räumlicher Nähe zu Lastzentren** (Multi-Co-Location) trägt dazu bei, Systemkosten zu begrenzen und Netzinfrastrukturen effizient zu nutzen. Wir nennen das **Multi-Co-Location**, da damit das Co-Location-Konzept um den Verbrauchsstandort erweitert wird.

Beispiele für den nachfrageorientierten Ausbau entstehen aktuell an vielen Stellen – folgende konkrete Umsetzungen können als Blaupause für Projekte dienen, die in der Breite angereizt, gefördert und umgesetzt werden müssen:

Fallbeispiel A:
Kombination Windkraft auf Firmengelände und Wasserstoffproduktion der fischer group in Achern

Die fischer group hat die Genehmigung für zwei Windenergieanlagen an ihrem Standort in Achern erhalten, ein Gemeinschaftsprojekt mit der Ökostromgruppe Freiburg. Diese beiden Windturbinen vom Typ Vestas V-172-7.2 MW, mit einer Höhe von 261 Metern, sollen jährlich 26 Millionen kWh Strom erzeugen. Der produzierte Strom ist für den Eigenverbrauch der fischer group sowie für die Herstellung von grünem Wasserstoff vorgesehen.

Fallbeispiel B:
Errichtung von zwei Windkraftanlagen zum Stromdirektverbrauch der Koehler Paper in Oberkirch

Die Koehler-Gruppe plant den Bau eines Windparks auf der Schwend in Oberkirch zur Eigenversorgung. Zwei neue Windenergieanlagen sollen künftig einen Teil des Strombedarfs für den energieintensiven Papierhersteller liefern. Das Vorhaben ist so konzipiert, dass es sich ohne staatliche Förderung rechnet. Durch die Produktion von grünem Eigenstrom möchte Koehler die Wettbewerbsfähigkeit sichern, Arbeitsplätze erhalten und einen Beitrag zur CO_2-Reduktion leisten, um bis 2030 mehr Energie aus erneuerbaren Quellen zu erzeugen, als für die eigene Papierproduktion benötigt wird.

Fallbeispiel C:
Ausschreibung von Kombi-Kraftwerk PV & Speicher Salzgitter

Die Salzgitter AG hat eine Ausschreibung für einen Power Purchase Agreement (PPA) für Solarstrom und Batteriespeicher gestartet. Ziel ist die Beschaffung von bis zu 150 Megawatt (MWp) Solarstrom aus PV-Freiflächenanlagen in Deutschland, um den Stahlstandort mit grünem Strom zu versorgen. Ein wesentliches Kriterium der Ausschreibung ist die Integration eines Vor-Ort-Batteriegroßspeichers. Dieses Vorhaben ist Teil der Dekarbonisierungsstrategie, um die Stahlproduktion nahezu CO_2-frei zu gestalten und den Anteil erneuerbarer Energien am Strombezug bis 2030 auf 100 % zu erhöhen.

Fallbeispiel D:
Errichtung netzdienlicher 104 MWp Batteriespeicher der ECO-STOR in Schleswig

In Bollingstedt bei Schleswig-Flensburg ist seit April einer der größten Batteriespeicher Europas in Betrieb, mit einer Leistung von **103,5 MW und einer Speicherkapazität von 238 MWh**. Er wurde vom deutsch-norwegischen Spezialisten Eco Stor und dem Projektentwickler EPW GmbH errichtet und nutzt Überschüsse aus Wind- und Solarenergie, um das Stromnetz zu flexibilisieren und Preisschwankungen am Großhandelsmarkt auszugleichen. Der Speicher trägt dazu bei, den Anteil erneuerbarer Energien im Netz zu erhöhen, Spitzenlasten abzudecken und kann laut Eco Stor erhebliche volkswirtschaftliche Einsparungen, beispielsweise während einer Dunkelflaute, erzielen. Ein weiterer Batteriespeicher derselben Größenordnung befindet sich bereits im Bau, was die Machbarkeit der Energiewende ohne staatliche Förderungen unterstreichen soll

Nach diesen Vorbildern wird der Ausbau der Erzeugung und Speicher rund um große Verbraucher, d.h. v.a. in und um Industriegebiete und Großverbraucher beschleunigt und bringt deutliche **systemische Vorteile**:

- Reduktion des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz
- Begrenzung von Redispatch-Maßnahmen und Transportverlusten
- Verbesserung der Versorgungssicherheit auf lokaler Ebene
- Entlastung der Netzentgeltsystematik durch niedrigere Netzebenen-Belastung

Vor diesem Hintergrund ist im Übrigen der Fokus auf reine große PV-Freiflächenanlagen (BCG (2025), EnBW (2025)) ohne mitgeplanten Speicher kritisch zu sehen, denn gerade diese bedingen Netzausbau auf fast allen Ebenen. Freiflächen-PV-Anlagen sind offensichtlich die günstige Form der Photovoltaik und machen dann großen Sinn, wenn Sie in unmittelbarer Nähe zu einem Großverbraucher oder einem Großspeicher (Co-Location) entstehen.

Hierbei ist festzustellen, dass Speicher und Freiflächen-PV bereits wirtschaftlich sind (Fraunhofer ISE 2024) und auch schon umgesetzt werden, wie in den o.g. Fallbeispielen deutlich wird. Dies ist auf jeden Fall zu unterstützen und wird glücklicherweise bereits durch das Solarspitzengesetz angereizt.

Ähnliches gilt für Offshore Windkraft. Der Großverbraucher kann dann auch eine Produktionsanlage für grünen Wasserstoff sein. Die Fallbeispiele verdeutlichen dies.

Konkret sind also Projekte, die Erzeugungsarten (Wind & PV), Speicherarten (Batterie, Wasserstoff und andere) und Verbrauch bündeln das Ziel. Wenn nicht direkt an einem Ort, dann in räumlicher Nähe.

Das EWI hat in einer aktuellen Kurzstudie errechnet, dass alleine die Überbauung von Netzanschlüssen, also die Kombination von PV und Wind bereits die Ausbaukosten um 1,8 Mrd. EUR jährlich senken kann (EWI 2025). Bis zum Jahr 2045 sind das allein 36 Mrd. EUR.

Einsparungen bis 2045 bei 109 Mrd. EUR.

Im o.g. Szenario wird das o.g Überbauungskonzept um weitere Erzeuger, Speicher und Verbrauch (Multi-Co-Location) erweitert. In einer konservativen Schätzung müssten so ca. 20% der veranschlagten Netzausbaukosten (bisher 320 Mrd. EUR für Übertragungsnetze und 224 Mrd. EUR für Verteilnetze (IMK 2024)) einzusparen sein. Damit liegen die Einsparungen bei 109 Mrd. EUR bis 2045.

5. Marktorientierte regionale Anreiz-Architektur und Bürokratie-Abbau entfesseln den gezielten Ausbau.

Mit der Zielsetzung der Nachfrage-orientierten, verbrauchsnahen Erzeugung und Speicherung muss dringend eine Überarbeitung der Ausbau-Anreize hin zu mehr Marktsignalen und v.a. auch der Abbau von bürokratischen Hemmnissen einhergehen. Die folgenden Maßnahmepakete schaffen somit Effizienz, Systemdienlichkeit und Ausbaugeschwindigkeit.

5.1 Optimierung regulatorischer Anreize und Bürokratie-Abbau

Vordringlichste Aufgabe für den kosteneffizienten Ausbau unserer Stromsystems ist der **Bürokratieabbau bzw. ein Streamlining des Planungsrechts**. Multi-Co-Location, also Kombi-Kraftwerke und Speicher müssen vorrangig im Planungsrecht, d.h. ähnlich wie in §11 EnWG **im „überragenden öffentlichen Interesse“ auch im Bau-Gesetzbuch** hinterlegt sein, so dass diese unabhängig von lokal unterschiedlichen Regelungen umgesetzt werden können. Explizit Groß-Speicher (auch ohne Co-Location) benötigen die gleichen Sonderstatus wie die erneuerbaren Erzeugungsanlagen. In § 35 Abs. 1 BauGB sind ausdrücklich z. B. Windenergie- oder Solaranlagen genannt, Speicher hingegen bislang nicht. Speicher schließen dabei die Wasserstoff-Erzeugung und auch andere Speicherarten wie bspw. Druckluft mit ein.

Wichtig ist auch die Zulassung **von Windkraftanlagen in und um Industriegebiete**, sowie eine Neubewertung/Abschaffung von Baukostenzuschüssen für den Anschluss von Speichern. Weiterhin müssen **rechtlich verbindliche und einklagbare Fristen zur Beantwortung einer Netzanschluss-Anfrage und dann auch zur Herstellung eines Netzanschlusses** für netzneutrale und netzdienliche Großspeicher eingeführt werden. Dies gilt im Übrigen für alle Erneuerbaren Erzeugungsanlagen gleichsam.

Durch die Zentralisierung, Digitalisierung und Transparenz in den Anschlussprozessen, die eine zentrale Netzanschlussplattform (siehe Kapitel 3) bietet, kann dabei bundesweit einheitlich vorgegangen werden. Dadurch entsteht ein verlässlicher Rahmen für private Investitionen.

Das **Windhund-Prinzip** bei der Beantragung von Netzanschlüssen von Speichern muss überarbeitet werden. Zumindest sollten Netzanschluss-Anfragen in Ihrer Gültigkeit begrenzt werden, so dass diese verfallen, wenn der Baustart bis zu einer gewissen Frist nicht nachgewiesen wurde.

Darüber hinaus liegt ein großer Anreiz-Hebel für einer lokale Energieversorgung rund um große Verbraucher in der Einführung von **Energy Sharing für Gewerbe und Industrie**. Sobald ein verlässlicher Rahmen von gemeinsamer Stromnutzung bspw. in Industriegebieten gegeben ist, würde auch dort bspw. große Dächer von Lagerhallen mit Photovoltaik ausgerüstet werden können, wenn in direkter Umgebung ein Strom-Großverbraucher angesiedelt ist. Allein dadurch würden innerhalb dieser Lastzentren Anreize für eine gemeinsame Stromnutzung entstehen.

Weiterhin sollte eine **Option einer Speicherbeteiligung von Verteilnetzbetreibern** an privat errichteten Speichern geprüft werden. Hierbei sollten Speicherbetreiber einen Bonus angeboten werden können, wenn Sie zusätzlich zur geplanten Leistung/Kapazität, weitere Leistung und Kapazität dem Netzbetreiber zusätzlich zubauen und diesem zur netzdienlichen Steuerung überlassen. Dies könnte an einigen Stellen, eine effiziente Strategie für netzdienliche Flexibilitäten der Verteilnetzbetreiber sein und dadurch anderweitige Netzausbau-Investitionen vermeidbar machen.

5.2 Marktintegration aller Erzeuger von Erneuerbaren Energien & Ersatz der EEG-Vergütung zugunsten gezielter Fördermechanismen

Aufgrund der günstigen Gestehungskosten erneuerbarer Technologien sinkt der Bedarf an pauschalen Vergütungssystemen. Stattdessen sollten Investitionen gezielter dort gefördert werden, wo Marktpreise allein nicht ausreichen oder wo besondere systemische Funktionen erfüllt werden.

Grundlegend sind die **Vergütungsmechanismen des Erneuerbaren Energien Gesetz anzupassen auf die neuen Realitäten**. Während in den letzten Jahren noch der Ausbau von PV- und Windkraft-Kapazitäten in der Fläche wichtig war, ist jetzt ein gezielter Ausbau nötig. Die EEG-Vergütung, v.a. auch die Volleinspeise-Tarife, begünstigen jedoch einen maximalen Ausbau ohne Rücksicht auf lokale Gegebenheiten. In die richtige Richtung geht bereits das Solarspitzen-Gesetz, das keine Vergütung in Zeiten von negativen Strompreisen vorsieht und somit bereits einen Anreiz setzt, mit Speichern diese negativen Strompreis-Zeiten zu überbrücken und dann einzuspeisen, wenn der Strompreis positiv ist. Dies sollte in Zukunft der Standard sein. Erzeugung und Speicher vor dem Netzverknüpfungspunkt oder zumindest in relativer Nähe wie beispielsweise im Fallbeispiel D, dem Großspeicher in Bollingstedt.

Im Folgenden wird dieser **Systemvorschlag und die dazugehörigen Maßnahmen** entwickelt:

Im Zentrum eines neuen Vergütungs- bzw. Fördersystems muss der Eigenverbrauch bzw. die Systemdienlichkeit stehen. **Dies kann der Markt bereits großflächig durch die entsprechenden Preissignale leisten**. Bei Wegfall einer garantierten Einspeisevergütung werden alle Betreiber von Erzeugungsanlagen Vorkehrungen treffen, um keinen negativen oder geringen Preisen ausgesetzt zu sein. Somit werden großflächig Investitionsanreize in Speicher gesetzt. Mittlerweile rechnen sich Investitionen in Speicher, so dass bei geringen Kosten eine Verschiebung der Einspeisung in höhere Strompreis-Phasen Sinn macht.

Insofern ist für alle neu entstehenden Anlagen ein **einfacher Marktzugang die Voraussetzung**. Aktuell sind Direktvermarktungsverträge zum Stromhandel an der Leipziger EPEX teilweise prohibitiv teuer. Nicht umsonst werden kleine Anlagen meist so dimensioniert, dass die Direktvermarktungspflicht bei 100 kWp umgangen werden kann. Wenn nun aber auf die „einfache“ EEG-Vergütung zugunsten von Marktsignalen verzichtet wird, muss für Erzeugungsanlagen ein einfacher bzw. kostengünstiger Zugang zum Strommarkt gewährleistet werden. Diese Schritte müssen Hand-in-Hand gehen, vor allem für Anlagen kleiner 100 kWp.

Hierzu ist der Aufbau einer **zentralen Plattform für Direktvermarktung**, bzw. deren Integration in die vorgenannte digitale Infrastruktur für Netzanschluss (siehe Kapitel X) notwendig. Dieser Teil der digitalen Plattform kann bspw. durch die Bundesnetzagentur administriert werden und würde ein zentrales und standardisiertes Direktvermarktungsangebot möglich machen, das die einfache Markt-Teilnahme, transparente Abrechnung und netzdienliche Steuerung ermöglicht.
Direktvermarktungsanbieter würden damit kleinere Anlagen über diese Plattform abwickeln können und dafür ein festgelegtes Entgelt enthalten.

Natürlich geht auch dies bei Bestandsanlagen nur mit einer **deutlichen Beschleunigung des Smart-Meter Rollout**. Hierzu sollte dringend zusätzlich Anreize zum Smart-Meter-Einbau geschaffen werden. Zum einen könnte dies über eine zeitlich befristete Einbauförderung bzw. Boni für Messstellenbetreiber oder Kunden geschaffen werden.
Auch müssen 100% der neu errichteten Erzeugungsanlagen mit Smart-Meter ausgestattet werden. Hierzu hat bspw. die Stiftung Klimaneutralität (2025) den Vorschlag eines einklagbaren mit Fristen konkretisierten Rechtsanspruch gemacht.

Um den Ausbau nicht zu gefährden, sollten die Inbetriebnahme der Erzeugungsanlagen allerdings nicht von einem Netzgang abhängen und es sollte den Betreibern möglich sein, die Anlage ohne Einspeisung solange zu betreiben, bis der Smart-Meter verfügbar ist. Da Eigenverbrauch die Zielsetzung ist, dürfte dies kein Problem hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Umsetzungsgeschwindigkeit darstellen.

Dringend notwendig sind Anpassungen im Strommarkt-Design: Regionale Preiszonen, auch für Netzentgelte, sind ein klares Steuerungssignal für den Ausbau der Erzeugung an der „richtigen" Stelle, also dort, wo die Netze weitere Leistung benötigen, und machen diese wirtschaftlich attraktiv, während an anderen Orten dann eher Eigenverbrauchsoptimierungen eine Rolle spielen. Gerade dynamische Netzentgelte würden massive Anreize für netzdienliches Verhalten erzeugen.

Bisher nutzen Banken bei der Finanzierung die garantierten EEG-Vergütungssätze zur Berechnung der Werthaltigkeit bzw. der Sicherheiten der Erzeugungsanlagen. Durch den Wegfall dieser Vergütung könnte es zu einer Kreditklemme beim Ausbau kommen. Um den Ausbau von Erneuerbaren Energien weiter zu befördern, wird ein Garantie-Programm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) aufgesetzt. Hierbei übernimmt die KfW eine Haftungsfreistellung der Hausbank bis zu 80% der Kreditsumme für eine Erzeugungsanlage. Dadurch ist diese Kreditbegabe durch die jeweiligen Hausbanken weiterhin möglich und wird nicht unnötig mit Risikozuschlägen versehen. Dies ist ohne direkte Kosten machbar und erleichtert den Banken und damit den Projektentwicklern den weiteren Ausbau.

Durch den Wegfall der EEG-Vergütungssätze wird es Anwendungen geben, deren Umsetzung wirtschaftlich schwierig wird, die aber dennoch gewollt sein können. Agri-PV und Parkplatz-PV sind Beispiele dafür. Über die o.g. Haftungsfreistellungen wird die Finanzierung hiervon weiterhin gut möglich sein.

Darüber hinaus wären für diese Art Anlagen, wie auch für Regionen mit grundlegenden schwierigen Gegebenheiten für den Ausbau von Erneuerbaren Energien, die Entwicklung von Contracts for Differences (CfD[2]) eine Möglichkeit, darüberhinausgehende Investitionssicherheit zu schaffen und deren Ausbau anzureizen. Das gleiche gilt übrigens umso mehr für netzdienliche Speicher.

Da aktuell bereits eine Vielzahl von netzdienlichen Speicherprojekten angekündigt oder bereits am Netz sind, stellt sich die Frage, ob hierfür noch ein zusätzlicher Anreiz nötig ist. Da Speicher jedoch

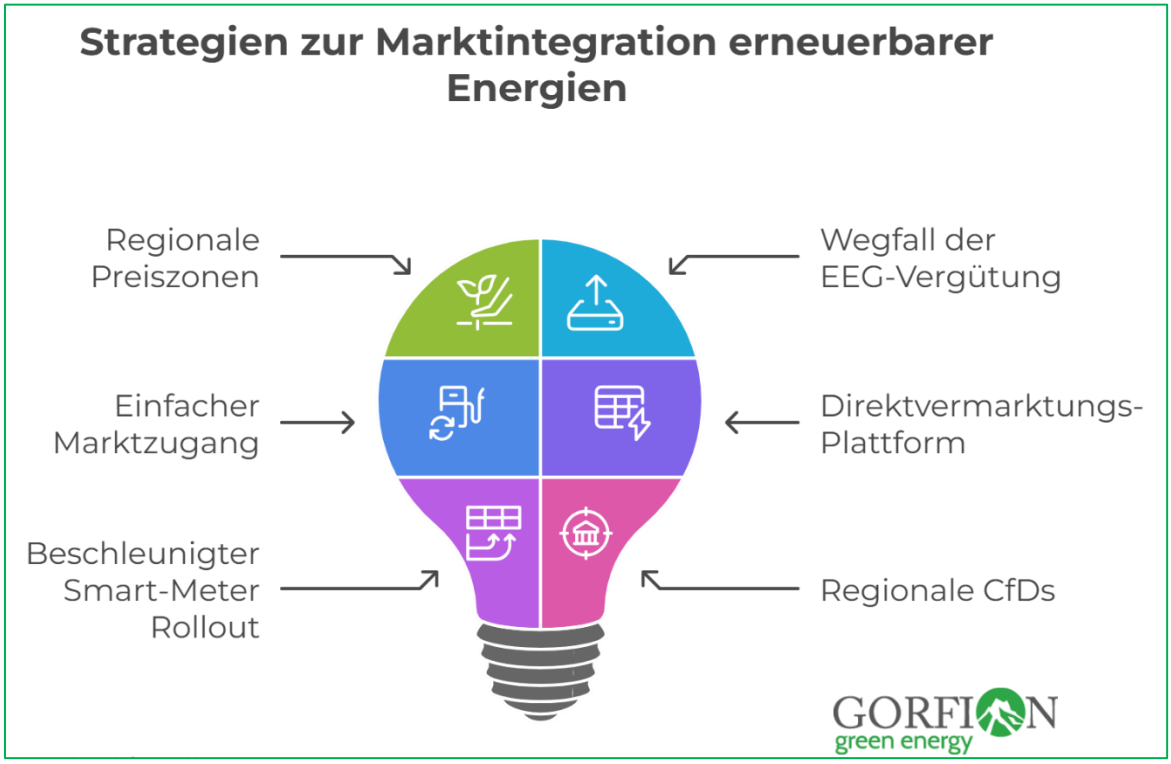
[2] Ein Contract for Difference für Energieprojekte ist ein Vertrag zwischen dem Betreiber einer Erzeugungsanlage und dem Staat (oder einer staatlich beauftragten Stelle). Dieser Vertrag legt einen festen, garantierten Preis für den erzeugten Strom fest, den sogenannten **"Strike Price"** oder **"Referenzpreis"**.

- **Wenn der Marktpreis unter dem Referenzpreis liegt:** Der Anlagenbetreiber verkauft seinen Strom zum aktuellen, niedrigeren Marktpreis. Der Staat zahlt ihm dann die Differenz zwischen dem höheren Referenzpreis und dem tatsächlichen Marktpreis. Dies sichert dem Betreiber ein stabiles und verlässliches Einkommen.
- **Wenn der Marktpreis über dem Referenzpreis liegt:** Der Anlagenbetreiber verkauft seinen Strom zum aktuellen, höheren Marktpreis. In diesem Fall muss er die Differenz an den Staat zurückzahlen.

Die Vorteile dieses Modells

1. **Investitionssicherheit:** Der CFD-Mechanismus schützt die Betreiber vor dem Risiko fallender Strompreise. Dies macht die Finanzierung von Großprojekten für Banken attraktiver und senkt die Kapitalkosten. Die dadurch erzielten geringeren Stromgestehungskosten können sich positiv auf die Strompreise für Endverbraucher auswirken.
2. **Stabilität für Verbraucher:** In Zeiten hoher Strompreise schützt das Modell auch die Verbraucher. Die "Übergewinne" der Anlagenbetreiber werden an den Staat zurückgegeben und können zur Entlastung der Stromkunden eingesetzt werden, beispielsweise durch die Senkung von Umlagen.
3. **Gezielte Förderung:** Über Ausschreibungen können CFDs so gestaltet werden, dass sie den Ausbau der Energiewende in spezifischen Bereichen (z.B. Offshore-Windkraft) oder an bestimmten Standorten fördern. Das Gebot mit dem niedrigsten geforderten Referenzpreis gewinnt in der Regel den Zuschlag.

kritisch für die Weiterentwicklung des Stromsystems sind und auch dann ausgebaut werden müssen, wenn diese bei entsprechendem Ausbaustand nur noch marginal wirtschaftlich sind, muss dringlichst **ein CfD-Programm für den Speicherausbau** entwickelt werden. Zudem werden Speicher auch in das o.g. Haftungsfreistellungsprogramm der KfW übernommen, so dass die Finanzierung dieser Projekte erleichtert wird.



6. Systemische Wirkung und Wirtschaftlichkeit

Die vorgeschlagenen Maßnahmen zielen darauf ab, das Stromsystem nicht nur auszubauen, sondern auch gezielt zu stabilisieren, zu entlasten und volkswirtschaftlich effizienter zu gestalten. Im Folgenden wird skizziert, welche konkreten Effekte das Szenario auf zentrale Systemparameter haben kann – insbesondere im Vergleich zu einem rein mengengetriebenen, unkoordinierten Ausbau.

Reduzierung der Netzausbaukosten

Durch eine stärkere räumliche Kopplung von Verbrauch und Erzeugung sowie die gezielte Platzierung von Speichern kann der Bedarf an zusätzlichen Netzinvestitionen erheblich gesenkt werden. Dies führt zu einem geringeren langfristigen Ausbaubedarf auf der Übertragungsebene. Zudem werden Redispatch-Maßnahmen und Einspeisemanagement reduziert, und die Netzauslastung wird durch die Bereitstellung von Flexibilität auf niedrigeren Netzebenen verbessert. Studien und Szenarien der BNetzA, Aurora und ISE zeigen, dass eine netzdienliche Verteilung von Erneuerbaren Energien (EE) und Speichern, die gezielt an Lastzentren gekoppelt wird, Netzausbaukosten in Milliardenhöhe einsparen kann.

Verringerung der Systemkosten im Strommarkt

Ein intelligentes Fördersystem, das auf Mechanismen wie regionalen Contracts for Differences (CfDs) anstelle von pauschalen EEG-Vergütungen basiert, senkt die Gesamtkosten für die Erzeugungsförderung. Dieses Vorgehen nutzt die Marktparität, um eine Überförderung durch pauschale Vergütungen zu vermeiden. Durch CfDs werden Risikoaufschläge und Finanzierungskosten für Investoren verringert, und Boni können gezielt dort eingesetzt werden, wo ein nachweisbarer systemischer Mehrwert besteht. Regionale Strompreis- und Netzentgeltzonen tragen zusätzlich zu einer effizienteren Preisbildung bei, was die Investitionssignale langfristig verstärkt.

Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Flexibilität

Die gezielte Förderung von Großspeichern und deren netzdienliches Verhalten erhöht die kurzfristige Verfügbarkeit von Regelenergie, besonders in Engpassregionen oder bei sogenannten Dunkelflauten. Lokale Flexibilität verringert die Abhängigkeit von zentralen Erzeugern, und Speicher können Engpässe überbrücken, ohne die Netze zu belasten. Zudem können Lastspitzen beim Verbrauch zeitlich verschoben oder geglättet werden. Dies reduziert nicht nur die physischen Anforderungen an die Netzkapazität, sondern auch die Notwendigkeit, auf teure Reservekraftwerke oder Stromimporte zurückzugreifen.

Entlastung der Verbraucher und Steigerung der Akzeptanz

Die Reduzierung der Systemkosten wirkt sich mittel- bis langfristig auf Netzentgelte und Umlagen aus, die einen wesentlichen Teil des Endkundenstrompreises ausmachen. Ein verständliches, regional angepasstes Fördersystem kann zudem die gesellschaftliche Akzeptanz für neue Projekte steigern. Ein netzdienlicher Ausbau bedeutet weniger neue Leitungen und Eingriffe. Bürger und Unternehmen profitieren direkt vom regionalen Ausbau, etwa durch lokale Tarife oder Beteiligungsmodelle. Die Integration des Marktes anstelle einer zentralen Steuerung schafft Vertrauen in die Machbarkeit der Energiewende.

Strategische Resilienz und Investitionssicherheit

Ein klar strukturierter Markt mit verbindlichen Standards, wie sie beispielsweise durch eine zentrale Netzanschlussplattform geschaffen werden, verbessert die Planbarkeit und Finanzierungssicherheit

von Projekten. Dies reduziert Marktrisiken und ermöglicht eine gleichmäßigere Verteilung der Investitionen über verschiedene Regionen und Akteursgruppen. Transparente Regeln führen zu geringeren Transaktionskosten, regionale Anreize diversifizieren die Projektstandorte, und die Integration einer digitalen Infrastruktur ermöglicht Skalierbarkeit.

Einsparungen von ca. 123 Mrd. EUR bis 2045: Wegfall EEG- Vergütung noch nicht berücksichtigt

Alleine in den Bereichen des schlankeren und zielgerichteten Netzausbau und der Vermeidung von Bürokratie ergeben sich nach Einsparungen von ca. 123 Mrd. EUR. Dabei wurden die positiven finanziellen Effekte aus der Abschaffung der Vergütung nach EEG nicht mit eingepreist.

Zusammenfassend **verursacht das vorgestellte Maßnahmenpaket keine Mehrkosten**, sondern zielt vielmehr darauf, den anstehenden Aus- und Umbau des Stromsystems wirtschaftlich zu optimieren. Es ersetzt nicht den Ausbau, sondern bietet **einen Steuerungsrahmen, der sicherstellt, dass Investitionen dort getätigt werden, wo sie volkswirtschaftlich und systemisch den größten Nutzen bringen.**

7. Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Energiewende steht an einem Wendepunkt. Der Ausbau erneuerbarer Energien muss nicht nur fortgesetzt, sondern **strategisch ausgerichtet** werden: auf Verbrauchsnähe, Systemintegration und Wirtschaftlichkeit. Das vorgestellte Maßnahmenpaket zeigt einen realistischen Pfad, wie sich die Transformation des Stromsystems bis 2045 nicht nur technisch, sondern auch **ökonomisch und gesellschaftlich tragfähig** gestalten lässt.

Im Mittelpunkt steht ein intelligenter Ausbau – nicht langsamer, sondern **gezielter**.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen – von der Netzanschlussplattform über Smart-Meter-Verpflichtungen bis hin zu regionalen CfDs und Strompreiszonen – sind keine isolierten Eingriffe, sondern greifen **systemisch ineinander**. Sie ermöglichen es, das Stromsystem unter steigender Last **stabil und bezahlbar** weiterzuentwickeln.

Die Klimaziele im Stromsektor sind erreichbar. Ein zukunftsfähiges Stromsystem ist nicht nur auf Ausbau, sondern auf **Strukturqualität** angewiesen ist. Politik und Regulierung sind jetzt gefordert, die **Voraussetzungen für gezielte Investitionen, faire Marktteilnahme und netzdienliches Verhalten** zu schaffen.

Je früher diese Weichen gestellt werden, desto schneller entsteht ein Energiesystem, das nicht nur CO_2-frei, sondern auch **robust, bezahlbar und gesellschaftlich akzeptiert** ist.

Quellenverzeichnis

Agora Energiewende (2025): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025.

Agora Energiewende (2025a): Erneuerbare Energien senken Strompreise unabhängig von der Nachfrage. Basierend auf: Aurora Energy Research (2025): Powering the transition: Balancing electrification, power prices, and climate goals in Germany. Prepared for Agora Energiewende

Bayernwerk (2025): Energiespeicher, abgerufen unter https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/energiespeicher.html

BCG + BDI (2025): Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik.

BGBl. I (2023) 133: Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende

BGBl. I (2025) 51: Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen

BDEW (2024): 12 Fakten zu Bürokratie in der Energie- und Wasserwirtschaft: Warum ein Bürokratieabbau notwendig ist.

Becker Büttner Held (2025): Neue Regelungen für Batterie-speicher: Gesetzliche Änderungen2024/2025; abgerufen unter https://www.bbh-blog.de/allgemein/neue-regelungen-fuer-batteriespeicher-gesetzliche-aenderungen-2024-2025/

Bundesnetzagentur (2025): Roll-out intelligente Messsysteme: Quartalsweise Erhebungen; abgerufen unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/start.html

Bundesrechnungshof (2024): Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung.

CDU, CSU & SPD (2025): Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD.

EnBW & Aurora Energy Research (2025): Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040.

EWI (2024): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEGgeförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029.

EWI (2025): Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV – Wie sich durch Überbauung Netzausbaukosten einsparen lassen.

Fraunhofer ISE (2024): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.

FA Wind und Solar (2025): Umfrage zur Akzeptanz der Solarenergie.

Bruegel: Heussaff, C. and G. Zachmann (2025): 'Upgrading Europe's electricity grid is about more than just money', *Policy Brief* 04/2025.

IMK (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. Study Nr. 97

KNE (2025): Rechtliche Rahmenbedingungen für Batteriespeicher im Außenbereich – Analyse mit Blick auf Batteriespeicher und Solarenergie.

RWE & E.On (2025): Marktorientiert und pragmatisch: Die Energiewende braucht einen Neustart

Stiftung Klimaneutralität (2025): PV-Ausbauziele beibehalten, Kosten um ein Viertel senken, Anlagen sinnvoll integrieren. 10-Punkte-Plan zur Weiterentwicklung der PV-Politik.

Umweltbundesamt (2025): Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2024.

Westnetz (2025): Batteriespeicher; abgerufen unter https://www.westnetz.de/de/einspeisen/wie-moechten-sie-strom-erzeugen/batteriespeicher.html

GORFION
green energy